

О ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВАХ НЕФТИ НИКОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Г. Н. ЧЕРТЕНКОВА

(Представлена профессором А. В. Аксариным)

Нефтеносным на Никольском месторождении является пласт Ю-1 (васюганская свита), который представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Среди песчаников встречаются самые разнообразные — от мелкозернистых до крупнозернистых. Песчаники крепкие, слоистые. Нефтяная залежь данного месторождения вскрыта скважиной Р-1 в интервале 2380 — 2400 м.

Для исследования физических свойств пластовой нефти из скважины было отобрано две пробы. Исследование проводилось в лаборатории физики нефтяного пласта Томского политехнического института на

Т а б л и ц а 1

Основные физические свойства пластовой нефти Никольского месторождения
(скважина Р-1, пласт Ю-1, пластовое давление 240,5 ати,
пластовая температура 86°C)

Параметры	Единицы измерения	Проба первая	Проба вторая	Среднее значение
Дата отбора пробы		7.04.71.	7.04.71.	
Интервал перфорации	м	2380 — — 2400	2380 — 2400 —	
Давление насыщения	ати	59	58	58
Коэффициент сжимаемости нефти	$10^{-5} 1/ат$	16,06	15,43	15,74
Газосодержание, отнесенное к единице объема	$м^3/м^3$	50,50	51,30	50,90
Газосодержание, отнесенное к единице веса	$м^3/т$	60,37	61,36	60,86
Объемный коэффициент		1,198	1,202	1,200
Усадка	%	16,53	16,81	16,66
Плотность сепарированной нефти	$г/см^3$	0,836	0,836	0,836
Плотность пластовой нефти	$г/см^3$	0,750	0,748	0,749
Плотность газа	$г/литр$	1,230	1,231	1,230
Средний коэффициент растворимости газа	$см^3/см^3 ат$	0,847	0,884	0,865
Вязкость неразгазированной нефти в пластовых условиях	сантипуазы	0,70	—	0,70
Вязкость сепарированной нефти в поверхностных условиях	сантипуазы	5,02	5,48	5,25
Конечное давление сепарации	мм рт. ст.	760	755	
Конечная температура	°C	20° C	20° C	
Дата завершения анализа		26.04.71	10.05.71	

установке УИПН-2М. Работа проводилась по методике, изложенной В. Н. Мамоной и др. [1].

Основные физические свойства пластовой нефти Никольского месторождения приведены в табл. 1. Нефть эта характеризуется относительно невысоким давлением насыщения 58 *ати* и невысоким же газосодержанием—50,9 $\text{м}^3/\text{м}^3$. Вместе с тем ее объемный коэффициент сравнительно высокий—1,200. Вязкость нефти в пластовых условиях 0,70 сантипуаза, в поверхностных после дегазации—5,25 сантипуаза. По своим физическим свойствам нефть Никольского месторождения мало отличается от нефтей других месторождений Томской области.

Отдельные из этих свойств исследовались более подробно. Последнее относится прежде всего к вязкости нефти. Вязкость определялась у нефти как в неразгазированном, так и в частично разгазированном состоянии. Исследование велось при нескольких температурах и давлениях. При этом температуры были одинаковыми в обоих случаях, а именно 20, 40, 60 и 86° С (пластовая температура). Что касается давлений, то они были отчасти одинаковыми, а отчасти разными. Так, и в неразгазированном и в частично разгазированном состояниях нефть исследовалась при давлениях 240,5 *ати* (пластовое давление) и 100 *ати*. А кроме того, в неразгазированном состоянии нефть исследовалась при давлениях 200 *ати* и 150 *ати*, а в частично разгазированном—при 50 *ати*. Разгазирование производилось при давлении 30 *ати*.

Исследованием было установлено, что с повышением температуры вязкость нефти Никольского месторождения плавно уменьшается, а с повышением давления—увеличивается, причем при одних и тех же температурах и давлениях вязкость частично разгазированной нефти мало отличается от вязкости неразгазированной нефти (табл. 2 и 3). Следо-

Т а б л и ц а 2

Результаты исследования вязкости нефти первой пробы
Никольского месторождения (скважина Р-1, пласт Ю-1)
в неразгазированном состоянии

Давление, при котором определялась вязкость, <i>ати</i>	Вязкость в сантипуазах при различных температурах и давлениях			
	20°С	40°С	60°С	86°С (пластовая <i>t</i>).
240,5	1,48	1,05	0,88	0,70
200	1,43	1,02	0,76	0,68
150	1,34	0,99	0,74	0,66
100	1,26	0,85	0,73	0,64

Т а б л и ц а 3

Результаты исследования вязкости нефти Никольского месторождения
(скважина Р-1, пласт Ю-1, первая проба) в частично разгазированном состоянии

Давление разгазирования, <i>ати</i>	Давление, при котором определялась вязкость, <i>ати</i>	Вязкость в сантипуазах при различных температурах и давлениях			
		20°С	40°С	60°С	86°С
	240,5	1,26	1,14	0,92	0,73
30	100	1,17	1,01	0,80	0,70
	50	1,11	0,92	0,78	0,69

Т а б л и ц а 4

**Результаты ступенчатого разгазирования первой пробы нефти
Никольского месторождения (скважина Р-1, пласт Ю-1,
интервал перфорации 2380—2400 м)**

Показатели	Давление ата	Темпера- тура	Количество газов		Коэффициент растворимости газа	Плотность газа	Объемный коэффици- циент	Плотность нефти
			в раство- ре	свобод- ного				
	ата	°C	м ³ /м ³	м ³ /м ³	м ³ /м ³ ат.	г/литр		г/см ³
Пластовое давление	241,5	86°C	50,50	0,0	—	—	1,198	0,750
Давление насыщения	60	86°C	50,50	0,0	0,842	—	1,240	0,727
1-я ступень	41	86°C	49,48	1,02	1,151	1,100	1,234	0,729
2-я ступень	33	86°C	42,85	7,65	1,224	1,020	1,227	0,728
3-я ступень	21	86°C	36,66	13,84	1,591	0,958	1,223	0,726
4-я ступень	13	86°C	30,05	20,45	2,003	0,943	1,217	0,724
5-я ступень	8	86°C	24,38	26,12	2,709	1,058	1,211	0,722
6-я ступень	4	86°C	13,27	37,23	2,211	1,180	1,153	0,725
7-я ступень	1	86°C	0,0	50,50	—	1,930	1,139	0,734
8-я ступень	1	20°C	0,0	50,50	—	—	1,000	0,836

вательно, основное увеличение вязкости нефти происходит в процессе разгазирования ее в интервале давлений 30 *ати* 1 *ата*.

Интересными являются изменения коэффициента сжимаемости нефти. Оказывается, этот параметр увеличивается по мере снижения давления (табл. 5).

Таблица 5

**Коэффициент сжимаемости нефти Никольского месторождения
при различных давлениях**

Давление, <i>ати</i>	Значение коэффициентов сжимаемости в 1/ <i>ат</i>	
	первая проба	вторая проба
240,5—120	$12,04 \cdot 10^{-5}$	$11,07 \cdot 10^{-5}$
120 — 100	$19,14 \cdot 10^{-5}$	$14,02 \cdot 10^{-5}$
100 — 80	$20,18 \cdot 10^{-5}$	$13,98 \cdot 10^{-5}$
80 — 60	$29,85 \cdot 10^{-5}$	$17,51 \cdot 10^{-5}$
Средние значения в интервале 240,5—60	$16,06 \cdot 10^{-5}$	$15,43 \cdot 10^{-5}$

Ниже приводятся также и результаты ступенчатого разгазирования нефти Никольского месторождения, правда, только по первой пробе (табл. 4). Результаты ступенчатого разгазирования второй пробы являются аналогичными и потому в настоящей статье не приводятся.

Некоторое внимание необходимо уделить составу попутных газов нефти Никольского месторождения. Они мало отличаются от состава

Таблица 6

**Состав попутного газа нефти Никольского месторождения
(скважина Р-1, пласт Ю-1)**

Наименование газов	Первая проба в объемных процентах	Вторая проба в объемных процентах
Метан	74,13	51,78
Этан	7,53	8,79
Пропан	8,55	13,43
Бутан	3,76	11,41
Пентан	1,21	3,37
Гексан	0,70	1,25
Гептан	0,77	0,47
Углекислый газ	1,32	1,15
Водород	—	—
Азот	2,03	8,35

попутных газов нефтей других месторождений Томской области. В частности, здесь на первом месте стоит метан (более 50 объемных процентов), на втором месте — пропан (от 8,55 до 13,43 объемных процента) и только на третьем месте — этан (от 7,53 до 8,79 объемных процента). Велика доля бутана. У второй пробы содержание его даже превышает содержание этана. Содержание прочих газов незначительно (табл. 6).

По физическим свойствам нефть Никольского месторождения мало отличается от нефтей других месторождений Томской области.

ЛИТЕРАТУРА

1. В. Н. Мамуна, Г. Ф. Требиня, Б. В. Ульянинский. Экспериментальное исследование пластовых нефтей. ГОСИНТИ, 1960.